



REE pide una inversión de emergencia en la red para poder evitar apagones

Reclama al Gobierno que apruebe una partida de 607 millones para el control de tensión | El operador reconoce que el ‘boom’ solar causa los problemas de estabilidad en su red

Rubén Esteller MADRID.

Red Eléctrica propone elevar en 607 millones la inversión en la red de transporte para reforzar la estabilidad del sistema eléctrico ante el fuerte crecimiento de la fotovoltaica y su elevada concentración en el sur y el centro del país.

La compañía plantea incorporar nuevos equipos de control dinámico y estático de tensión, así como dispositivos para amortiguar oscilaciones inter-área, después de constatar que la evolución del sistema ha superado las hipótesis utilizadas en la planificación 2021-2026.

Según los propios datos de REE, la fotovoltaica ya se sitúa en más de 52.000 MW. Este crecimiento, impulsado por la caída de costes, los objetivos del PNIEC y la disponibilidad de recurso solar, se ha concentrado en Andalucía, Extremadura y Castilla-La Mancha, lo que ha alterado los flujos previstos.

Como consecuencia, Red Eléctrica sorprende explicando que han aumentado las necesidades de acoplamiento de ciclos combinados por restricciones para gestionar las variaciones de las renovables, cambios en los programas de interconexión con Francia y necesidades de control de tensión, aunque días atrás la presidenta, Beatriz Corredor, consideraba suficientes las centrales de gas que había acopladas el día del apagón.

La mayor partida de la nueva inversión corresponde a la instalación de cuatro e-STATCOM, con un coste de 366 millones. Estos equipos, de 250 MVar cada uno, se ubicarían en Mudarra, Manzanares, Valdecaballeros y Carmona. Su función será incrementar el amortiguamiento de las oscilaciones.

REE sostiene que la situación de estabilidad oscilatoria en 2025 es más severa que la analizada para 2026 y señala que las medidas ya previstas –cuatro STATCOM, un SSSC y ocho compensadores síncronos– no son suficientes para alcanzar los niveles de amortiguamiento esperados.

El operador recuerda que el Procedimiento de Operación 13.1 establece que, para garantizar la estabilidad del sistema, no debe existir ningún modo de oscilación con un amortiguamiento inferior al 5%. Sin embargo, Red Eléctrica considera necesario dotar al sistema de un margen superior, de al menos el 10%, para afrontar contingencias e indisponibilidades. Es decir, para



Beatriz Corredor, presidenta de Red Eléctrica. EP

El operador justifica que abaratará la factura porque necesitará menos ciclos combinados

reforzar la seguridad y evitar apagones. Los cuatro nuevos e-STATCOM permitirían alcanzar ese umbral mínimo todas las horas del año.

La propuesta se apoya también en las recomendaciones del Panel de Expertos europeo sobre apagón. El informe final incluyó la necesidad de mitigar las oscilaciones y priorizar dispositivos basados en inversores, compensadores síncronos o STATCOM.

REE cuantifica además el impacto económico de no incorporar estos equipos. Según sus cálculos, cada e-STATCOM aportaría un amortiguamiento comparable al de cinco grupos de ciclo combinado. Si esos ciclos tuvieran que funcionar por restricciones durante ocho horas diarias y 200 días al año, el sobrecoste anual se situaría entre 70 y 80 millones con los costes medios usados en la planificación, y entre 190 y 200 millones si se toma como referencia el coste medio de restricciones a subir en 2025.

La segunda gran línea de actuación consiste en instalar ocho reactancias con una inversión de 143 millones. Estos equipos, también de 250 MVar, se ubicarían en Aragón, Arañuelo, Baza, Ciudad Rodrigo, Jordana, Minglanilla, San Se-

bastián de los Reyes y San Serván. Su objetivo será reforzar el control dinámico de tensión y reducir la necesidad de acoplar generación térmica para evitar apagones.

El documento estima que cada MCSR aportaría una capacidad de control dinámico de tensión comparable a la de un ciclo combinado. Red Eléctrica calcula que, con los costes medios considerados en la planificación, evitarían sobrecostes anuales de entre 55 y 65 millones, adicionales a los asociados a la mitigación de oscilaciones. Si se aplica el coste medio de restricciones técnicas a subir de 2025, el ahorro se elevaría a entre 150 y 160 millones anuales. Esa cifra equivaldría al 17% del sobrecoste de restricciones técnicas en 2025, que ascendió a 884 millones.

El tercer bloque de la propuesta se centra en el control de tensión estático. Red Eléctrica alerta de que muchas redes de evacuación solar, especialmente aquellas con tramos soterrados, inyectan potencia reactiva en la red durante las horas de baja producción, en particular por la noche. Este fenómeno obliga a absorber esa reactiva mediante reactancias o el acoplamiento de ciclos combinado por restricciones.

El operador asegura que en el último año se han llegado a acoplar hasta 23 grupos de forma simultánea en horas nocturnas por esta razón, con necesidades de compensación de hasta 3.000 MVar. Para abordar este problema, propone incorporar 20 nuevas reactancias y renovar cuatro consideradas de elevada criticidad, con una inversión conjunta de 85 millones: 75 millones para las nuevas reactancias y 10 millones para las renovaciones.

Las nuevas reactancias se desplegarían en subestaciones como Abeondo, Áyora, Buniel, Brazatortas, Caparacena, Carril, Cerrato, Don Rodrigo, Fuentes de la Alcarria, Guillena, Gurrea, Montearenas, Moreuela, Morella, Picón, Puebla de Guzmán, Santa Engracia, Segovia, Solórzano y Tordesillas. Las renova-

REE ha tenido que acoplar de noche hasta 23 centrales de gas por la energía reactiva

ciones afectarían a Pinar del Rey, Loeches, Vitoria y Villaviciosa.

Red Eléctrica estima que estas reactancias podrían reducir al menos un 15% el coste de restricciones técnicas por control de tensión estático, que alcanzó los 672 millones en 2025. El documento compara el coste medio de las restricciones mediante ciclos, situado en torno a 199,8 euros por MVarh, con el coste de instalar y operar nuevas reactancias, que calcula en 0,72 euros por MVarh.

La propuesta incluye 13 millones adicionales para viabilizar actuaciones ya aprobadas en las modificaciones de julio de 2025, vinculadas a compensadores síncronos y elementos de control de tensión. Entre ellas figuran cambios en la configuración de subestaciones, o nuevas posiciones para interruptores.